

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2970 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2970)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Воронцов Евгений Сергеевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игорьевна	К.Э.Н.		11.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		11.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		11.06.2021

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области математических, естественных и социально-экономических наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б6Б	Воронцов Евгений Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3300 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-60/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совместного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Противовыбросовое оборудование

Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игорьевна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть	
3. Противовибросовое оборудование	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Воронцов Евгений Сергеевич		18.03.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть	50
14.05.2021	3. Противовыбросовое оборудование	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Воронцов Евгений Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Е.И.	к.э.н.		21.05.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Воронцов Е.С.		21.05.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Воронцов Евгений Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3300 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.0.003 – 2015; - ГОСТ 12.2.003-91; - ГОСТ 12.4.011-89; - ГОСТ 12.2.062-81; - ГОСТ 12.4.026-2001; - ГОСТ 12.1.004-91; - ГОСТ 12.1.012-2004; - ГОСТ 12.1.003-2014; - СНиП 23-05-95; - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности; - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> - Отклонения показателей микроклимата; - Повышенный уровень электромагнитных излучений; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Превышение уровня шума. Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся механизмы и машины; - подвижные части производственного оборудования; - Электрический ток.
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> - Источники выбросов в атмосферу; - Образование сточных вод и отходов; - Методы защиты атмосферы.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий; - Пожар.
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н.		28.05.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Воронцов Е.С.		28.05.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 страниц, 12 рисунков, 61 таблицу, 33 литературных источника, 5 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, противовыбросовое оборудование, превентор.

Объектом исследования является разведочная скважина на нефтяном месторождении Тюменской области.

Целью работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3300 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ противовыбросового оборудования.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спускоподъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	15
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	16
1.2 Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Проектирование конструкции скважины	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	22
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	23
2.2.1 Выбор способа бурения	23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	24
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	26
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	29
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	39
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	41
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	41
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	41
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	42

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	44
2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	46
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	46
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	47
2.3.3.1 Обоснование способа цементирования.....	47
2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	48
2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	48
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	50
2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин	50
2.3.4.2 Выбор жидкости глушения	51
2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	52
2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя	53
2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры	53
2.4 Выбор буровой установки.....	54
3 Противовыбросовое оборудование	55
3.1 Назначение оборудования.....	55
3.2 Состав и принцип работы устройств.....	56
3.3 Модельный ряд	57
3.3.1 Комплекс противовыбросового оборудования	57
3.4 Превенторы.....	58
3.4.1 Плащечный превентор.....	58
3.4.2 Универсальный превентор	62
3.4.3 Вращающийся превентор	66
3.5 Характерные особенности.....	68
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	70
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	70

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	70
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	72
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	73
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	73
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	73
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	76
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	76
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	76
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	77
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	78
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	78
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.2 Производственная безопасность.....	82
5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	83
5.2.1.1 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).....	83
5.2.1.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.	84
5.2.1.3 Пожаровзрывобезопасность.....	85
5.2.1.4 Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов	87
5.2.1.5 Электрический ток	88
5.2.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	89
5.2.2.1 Превышение уровней вибрации	89
5.2.2.2 Превышение уровней шума	90

5.2.2.2 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	91
5.2.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны	92
5.2.2.4 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	92
5.3 Экологическая безопасность.....	93
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	99
Приложение А	102
Приложение Б	109
Приложение В.....	117
Приложение Г	125
Приложение Д.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие и средней твердости. В скважине присутствуют 5 нефтяных продуктивных пластов, тип коллектора поровый. Нефтяной пласт имеет высокое давление насыщения.

Известно, что на месторождениях Западной Сибири имеются проблемы высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, осыпей и обвалов, прихватоопасные зоны, риск газонефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3300 м на нефтяном месторождении Тюменской области с учетом данных горно-геологических условий.

Так же в работе ставится задача проанализировать применение противовыбросового оборудования, используемое для герметизации нефтегазовых скважин в процессе их возведения и ремонта.

Ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1–А.3. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

1.2 Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 5 водоносными и 5 нефтеносными пластами.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, газонефтеводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении А.4.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце ин- тервала, °С
от	до	пластового давления, МПа/м	давления гидроразрыва, МПа/м	порового давления МПа/м	горного давления МПа/м	
1	2	3	4	5	6	7
0	150	0,0100	0,0172	0,0100	0,0220	3
150	220	0,0100	0,0172	0,0100	0,0220	7
220	290	0,0100	0,0172	0,0100	0,0220	11
290	470	0,0100	0,0175	0,0100	0,0220	15
470	690	0,0100	0,0175	0,0100	0,0226	17
690	815	0,0100	0,0176	0,0100	0,0226	19
815	870	0,0100	0,0176	0,0100	0,0228	23
870	1080	0,0100	0,0178	0,0100	0,0228	26
1080	1115	0,0100	0,0178	0,0100	0,0230	29
1115	1350	0,0100	0,0178	0,0100	0,0232	41
1350	1650	0,0100	0,0178	0,0100	0,0232	50
1650	1940	0,0100	0,0178	0,0100	0,0234	57
1940	2005	0,0100	0,0178	0,0100	0,0234	61
2005	2220	0,0100	0,0178	0,0100	0,0234	69
2220	2915	0,0125	0,0183	0,0105	0,0237	85
2915	2940	0,0125	0,0183	0,0133	0,0238	87
2940	2965	0,0125	0,0183	0,0125	0,0239	89
2965	3275	0,0125	0,0183	0,0125	0,0241	98

Таблица 2 – Нефтеносность

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность газа по воздуху	Подвижность, Да / сПз	Содержание серы / парафина, %	Дебит, т/сут.	Температура на устье, оС	давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности пластового давления
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
БС70	2506	2525	нефть	762	0,98	до 160		до 50	30-35	98	25,4	1,05
Ач2	2810	2830	нефть	780	0,98	до 9		до 50	30-35	98	28,1	1,05
ЮС0	2915	2940	нефть	749	0,85	-		до 50	30-35	78	38,0	1,33
ЮС4-5	3030	3116	нефть	742	0,81	до 4,5		до 50	30-35	75	39,1	1,31
ЮС6	3116	3275	нефть	742	0,81	до 2,5		до 50	30-35	75	40,2	1,31

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1–3].

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений и градиентов давлений гидроразрыва пород.

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

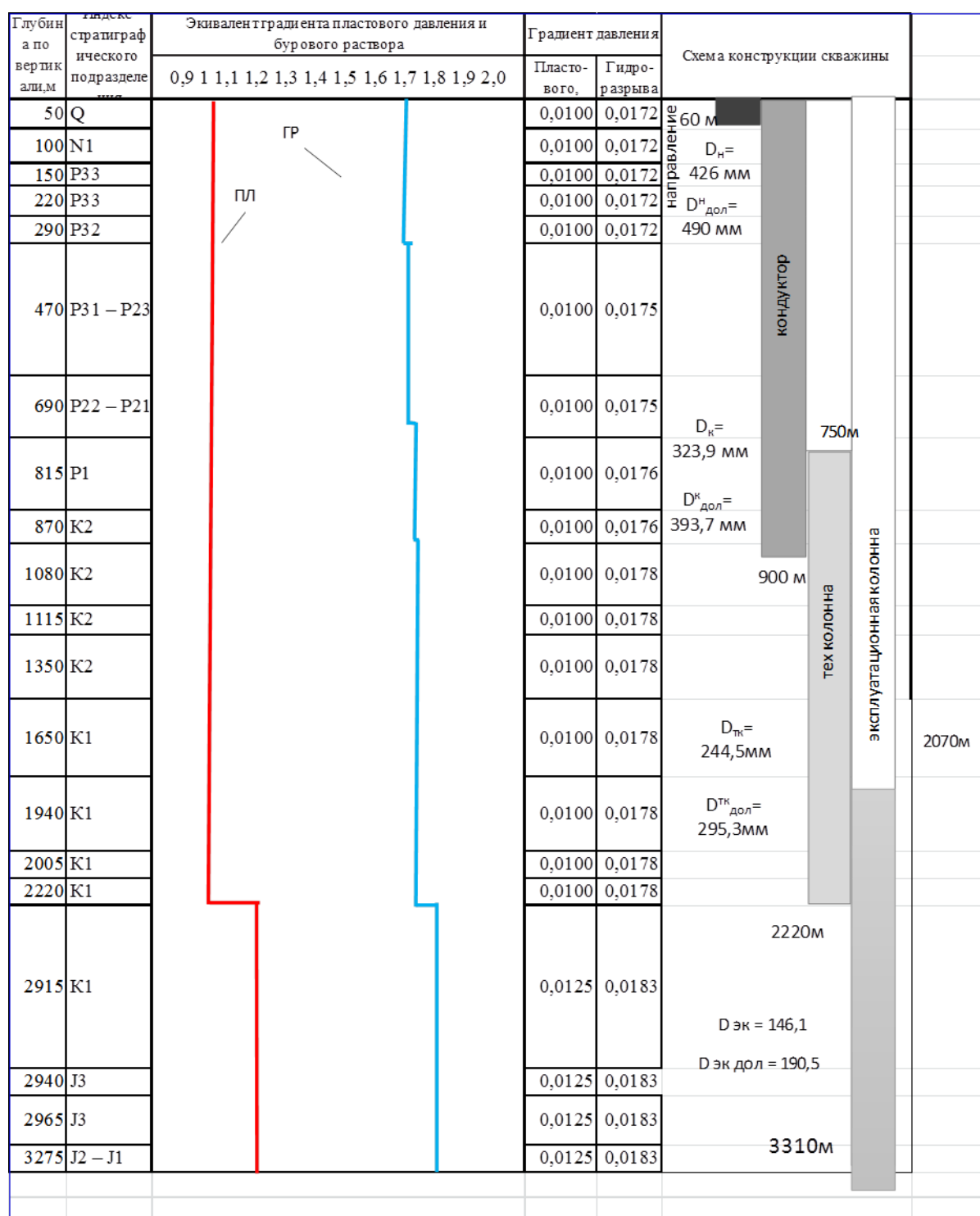


Рисунок 1 - График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м.

Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска направления равной 60 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	БС70	Ач2	ЮС0	ЮС4-5	ЮС6
Глубина кровли продуктивного пласта, м (Лкр)	2506	2810	2915	3030	3116
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м (Гпл)	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м (Ггрп)	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
Плотность нефти, кг/м ³ (ρн)	762	780	749	742	742
Расчетные значения					
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (Рпл)	313,25	351,25	364,375	378,75	389,5
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (Лконд min)	1320	1460	1560	1630	1700
Требуемый запас	1,08	1,09	1,09	1,08	1,10
Принимаемая глубина, м	2220				

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 3), минимальная глубина спуска кондуктора 630 м. Кондуктор решаем спускать на 900 м., чтобы перекрыть интервалы залегания глин на 50 метров. На глубине 2220 м ожидается увеличение градиента пластового давления на 0,025 МПа. Техническую колонну спускаем до глубины 2220м. Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 25 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 3300 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 900 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1470 м

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1240 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм.

Исходя из размера обсадной трубы, равной 146,1 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 166,0 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 15 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 181 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 190,5 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{тк вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_{\text{тк вн}} = 200,5 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Далее по аналогичным формулам рассчитываем диаметры под остальные колонны.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяных пластов рассчитывается по формуле, для каждого пласта:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} * g * H_{\text{кр}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения;

$H_{\text{кр}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{\text{му 1.пл.}} = 31,33 - 18,733 = 12,597 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 2.пл.}} = 35,13 - 21,5 = 13,63 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 3.пл.}} = 36,44 - 21,419 = 15,021 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 4.пл.}} = 37,88 - 22,05 = 15,83 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 5 пл.}} = 38,95 - 22,68 = 16,27 \text{ МПа}.$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ГНВП}} = k * P_{\text{му}}, \quad (4)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%).

$$P_{\text{ГНВП 1 пл.}} = 13,85 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП 2 пл.}} = 14,99 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП 3 пл.}} = 16,52 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП 4 пл.}} = 17,40 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП 5 пл.}} = 17,90 \text{ МПа}.$$

Давление опрессовки определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}} = k * P_{\text{ГНВП}}, \quad (5)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{\text{ГНВП}}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{\text{оп 1 пл.}} = 15,24 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп 2 пл.}} = 16,48 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп } 3 \text{ пл.}} = 18,17 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп } 4 \text{ пл.}} = 19,14 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп } 4 \text{ пл.}} = 19,68 \text{ МПа}.$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть $P_{\text{оп}} = 19,68 \text{ МПа}$.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-21-146х245х324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП6-350/80х21.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну выбирается совмещенный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будет производиться роторным способом.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-900	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
900-2220	Техническая колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2220-3300	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3110-3280	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для бурения интервалов под направление и кондуктор выбраны шарошечные долота, а для интервалов под техническую и эксплуатационную колонны PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-900	900-2220	2220-3300	3111-3280
Шифр долота		Ш 490 МЗ-ЦГАУ	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	Бит 295,3 ВТ 419 СР IADC S123	БИТ 190,5 ВТ 613 Т	БИТ 190,5/100 В 913 E.0
Тип долота		Шарошечное долото	Шарошечное долото	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СТ	СТ Т	СТ Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-152	3-117	3-171
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg	6 5/8 reg
Длина, м		0,466	0,40	0,390	0,370	0,224
Масса, кг		310	163	35	42	23
Нагрузка, тс	Рекомендуемая	3-8	3-8	5-12	5-15	2-5
	Предельная	29	28	10	10	5
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	40-60	100-140	100-140	140-180	20-40
	Предельная	–	–	440	400	120

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-60	60-900	900-2220	2220-3300
Диаметр долота, см (D_d)	49,00	39,37	29,53	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	29	28	12	10
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	23	23	10	8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	12	12	8

Для направления и кондуктора была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-60	60-900	900-2220	2220-3300
Скорость, м/с		2,8	2,8	1,5	1
Диаметр долота	м	0,490	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
Расчетная частота вращения, об/мин (n_l)		109	135	162	173
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		60	140	140	180
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	140	140	180

В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах

60-80 об/мин. Для кондуктора, технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-900	900-2220	2220-3300
1	2	3	4	5
Диаметр долота (D_d), м	0,49	0,3937	0,2953	0,190,5
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,65	0,5	0,4
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,3	1,32	1	1,075
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора ($V_{кр}$), м/с	0,15	0,15	0,12	0,1
Механическая скорость бурения (V_m), м/с	40	30	20	15
Диаметр бурильных труб ($d_{бт}$), м	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр (d_{max}), м	0,229	0,203	0,178	0,166
Максимальный внутренний диаметр насадок ($d_{нmax}$), м	0,04	0,0159	0,013	0,011
Число насадок (n)	3	3	5	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока ($V_{кпмин}$), м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
Разница плотностей раствора с шламом и бурового раствора ($\rho_{см} - \rho_p$), г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора (ρ_p), г/см ³	1,32	1,27	1,17	1,22
Плотность разбуhrиваемой породы (ρ_n), г/см ³	2,3	2,2	2,3	2,32

Продолжение таблицы 8

1		2	3	4	5
Расход, л/с	Q_1	123	79	34	15
	Q_2	103	47	21	8
	Q_3	116	74	28	13
	Q_4	71	28	38	58
Области допустимого расхода бурового раствора		71-123	28-79	21-38	8-58
Запроектированные значения расхода бурового раствора		45	70	55	35

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-2200	2200-3300
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Нагрузка (G_{oc}), кН		80	80	80
Расчетный коэффициент (Q), Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр ВЗД ($D_{зд}$), мм		354,33	265,77	171,45
Момент, необходимый для разрушения горной породы (M_p), Н*м		4096	3102	2300
Момент, необходимый для вращения долота без нагрузки (M_o), Н*м		196,85	147,65	107,95
Удельный момент долота ($M_{уд}$), Н*м/кН		48,74	36,93	27,40

Для интервала бурения 60–900 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.3/4.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-240.3/4.55, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-172 7/8.77, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двига-тель	Интер-вал, м	Наружный диаметр, мм	Дли-на, м	Вес, кг	Расход жидко-сти, л/с	Число оборо-тов, об/мин	Максималь-ный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР1-240.3/4.55	60-900	240	10,225	2400	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР1-240.3/4.55	900-2220	240	10,225	2400	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДРУ-172 7/8.77	2220-3300	178	9,0	1170	25-35	150-204	11,5-14,5	144-246

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1–Б.5.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	490	–	–	–	–	0,46	–	0,316	0,316	–	–	–
	Переводник	203,0	101,0				0,41		0,108	0,424			
	УБТ	241,3	90,0	–	–	–	28	0,3230	9,044	9,468	–	–	–
	Переводник	203,0	101,0	–	–	–	0,52	–	0,091	9,559	–	–	–
	Переводник	203,0	89,0	–	–	–	0,4	–	0,079	9,638	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-168-70	30,21	0,0312	0,0943	10,58	1,09	>10	4,08
Кондуктор													
60-900 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,160	0,160	–	–	–
	Двигатель	240	–	–	–	–	10,23	–	2,400	2,560	–	–	–
	Переводник	203,0	101,0	–	–	–	0,54	–	0,108	2,781	–	–	–
	Калибратор	203,0	80,0	–	–	–	1,3	–	0,473	3,254	–	–	–
	Переводник	203,0	101,0	–	–	–	1,1	–	0,100	3,353	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	80	0,1560	12,48	15,83	–	–	–
	Переводник	203,0	89,0	–	–	–	0,35	–	0,079	15,91	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-168-70	805,83	0,0312	25,16	41,07	1,13	6,20	3,19
Техническая колонна													
900-2220 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,075	0,075	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	10,26	–	2,734	2,809	–	–	–
	Обратный клапан	203,0	78,0	–	–	–	0,25	–	0,113	2,922	–	–	–
	Переводник	203,0	101,0	–	–	–	0,52	–	0,068	2,990	–	–	–
	Калибратор	295,3	90,0	–	–	–	0,85	–	0,265	3,255	–	–	–
	Переводник	203,0	89,0	–	–	–	0,54	–	0,079	3,334	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	80	0,1560	12,48	15,81	–	–	–
	Переводник	178,0	90,0	–	–	–	0,35	–	0,050	15,86	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-168-70	2127	0,0312	66,36	82,22	1,54	3,10	1,92

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эксплуатационная колонна													
3110-3280 Отбор керна КНБК №4	Бурильная головка	190,5	–	–	–	–	0,22	–	0,028	0,028	–	–	–
	Керноот- борный снаряд	172,0	80,0	–	–	–	29	0,1020	2,958	2,986	–	–	–
	Переводник	178,0	101,0	–	–	–	0,5	–	0,068	3,054	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	33	0,1560	5,148	8,202	–	–	–
	Переводник	178,0	90,0	–	–	–	0,35	–	0,069	8,271	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП- 168- 70	3217	0,0312	100,43	108,70	2,31	2,34	1,55
2220-3300 Буре- ние КНБК №5	Долото	190,5	–	–	–	–	0,37	–	0,026	0,026	–	–	–
	Двигатель	178,0	–	–	–	–	8,74	–	0,133	0,159	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	78,0	–	–	–	1	–	0,113	0,272	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	20	0,1520	3,040	3,312	–	–	–
	Переводник	178,0	101,0	–	–	–	0,54	–	0,069	3,380	–	–	–
	Калибратор	190,5	90,0	–	–	–	1,1	–	0,046	3,426	–	–	–
	Переводник	178,0	101,0	–	–	–	0,4	–	0,091	3,518	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	33	0,1560	5,148	8,666	–	–	–
	Переводник	178,0	90,0	–	–	–	0,35	–	0,092	8,758	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	71,4	–	–	–	3,5	–	0,371	9,129	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП- 168- 70	3241	0,0319	103,52	112,65	2,14	2,26	1,51

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right], \quad (6)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05);

P_{пл} – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую ре-
прессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой про-

мышленности» [12]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать:

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	Под направление	Под кондуктор	Под техническую колонну	Под эксплуатационную колонну	Под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	Под направление	Под кондуктор	Под техническую колонну	Под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м ³	1120	1120	1070	1338

Интервал под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости

и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/ м ³
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,1
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	60
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	122

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	60-80
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12

Интервал под кондуктор и техническую колонну:

Породы, слагающие интервалы под кондуктор и техническую колонну, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор и техническую колонну следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Полимер – глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер – глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 16

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/ м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	15
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
DrillingDetergent	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	93

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под техническую колонну представлен в таблице 18

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под техническую колонну

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/ м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	15
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
DrillingDetergent	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	26

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора для бурения под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/ см ³	1,07
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается CaCO_3 (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения), инкапсуляторами (регулятор водоотдачи).

Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/ м ³
1	2	3	4
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,3
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4
Инкапсулятор	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	1
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности	479

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,34
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.6.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.7.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 22, 23, 24.

Таблица 22 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	60	Бурение	0,51	0,078	Периферийная	7	3*9, 4*12	111,9	2,78
Под кондуктор									
60	900	Бурение	0,788	0,087	Периферийная	6	10	122,2	3,92
Под техническую колонну									
900	2200	Бурение	0,868	0,084	Периферийная	8	10	91,3	3,87
Под эксплуатационную колонну									
2200	3300	Бурение	1,79	0,126	Периферийная	5	11	75,8	5,03
Отбор керна									
3110	3280	Отбор керна	0,835	0,059	Периферийная	6	6	99	4,01

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	125	36	72
60	900	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	100	28,8	57,6
900	2220	Бурение	УНБТ-950	2	95	150	266	1	112	28,67	57,34
2220	3300	Бурение	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	125	36	36
3110	3280	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	75	16,8	16,8

Таблица 24– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	Бурение	101,5	82,9	0	8,5	0,1	10
60	900	Бурение	224,6	94,4	59,5	59,1	1,4	10
900	2220	Бурение	242	52,7	40	126	13,9	10
2220	3300	Бурение	214,4	45,5	40	84,4	34	10
3110	3280	Отбор керна	123,7	77,6	0	21,1	21,1	3,8

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Планируемый интервал отбора керна 3110–3280 м.

Для отбора керна планируется использовать бурильную головку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 25 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3110-3280	СК1 172/100РС	2-5	60-120	18-25

Геолого-технический наряд построен на основании вышеперечисленных расчетов, приводится в приложении Д.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	742	Глубина скважины, м	3310
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	2070	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	270
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	20	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2206,6

2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}. \quad (7)$$

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятием на устье давлений;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2, 3, 4 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

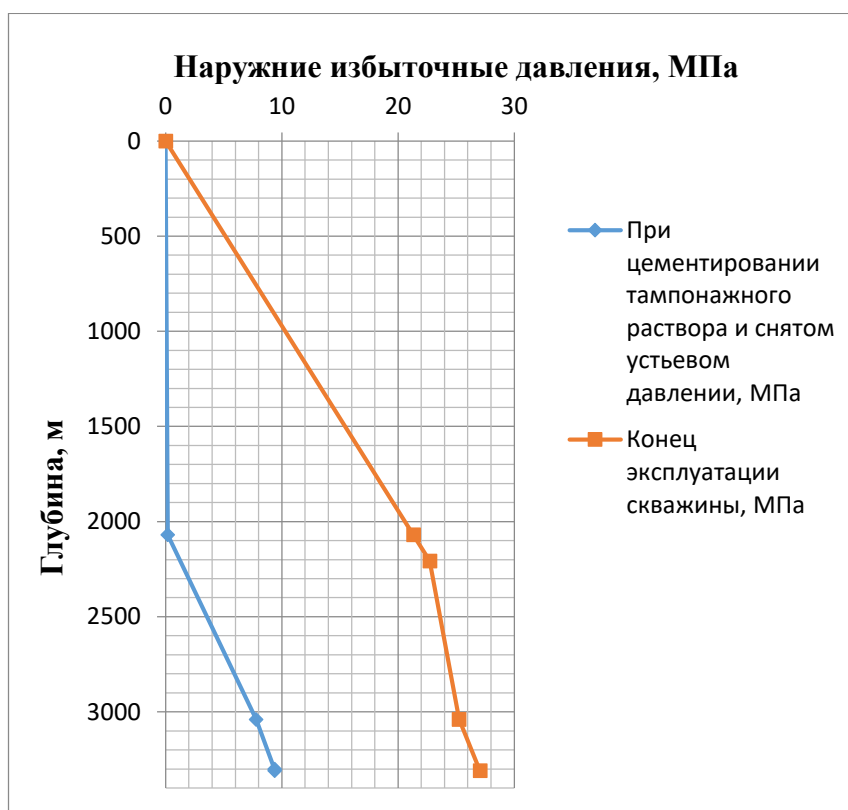


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

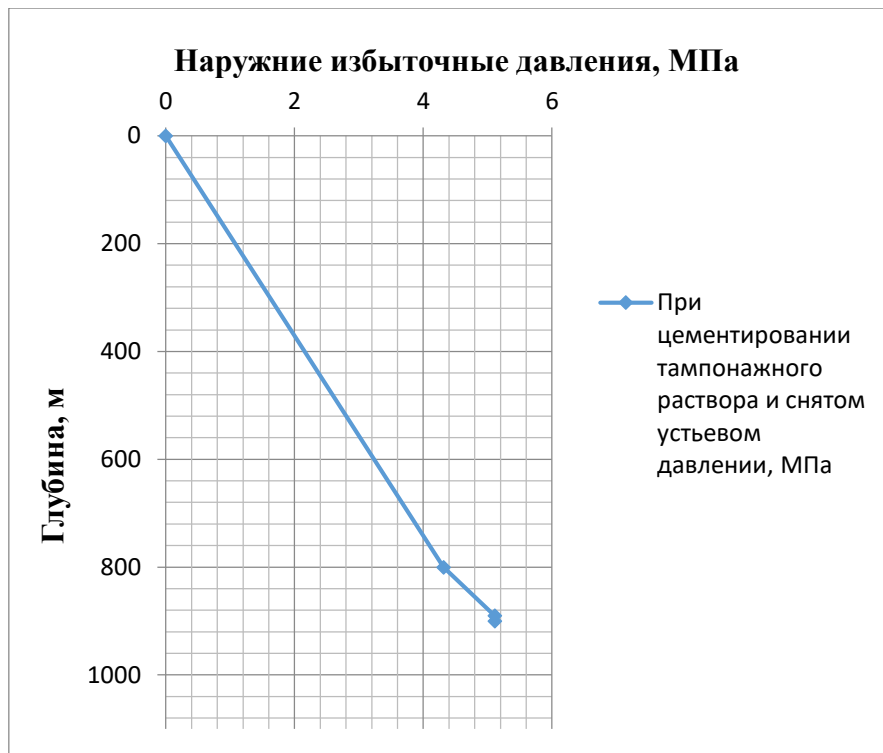


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

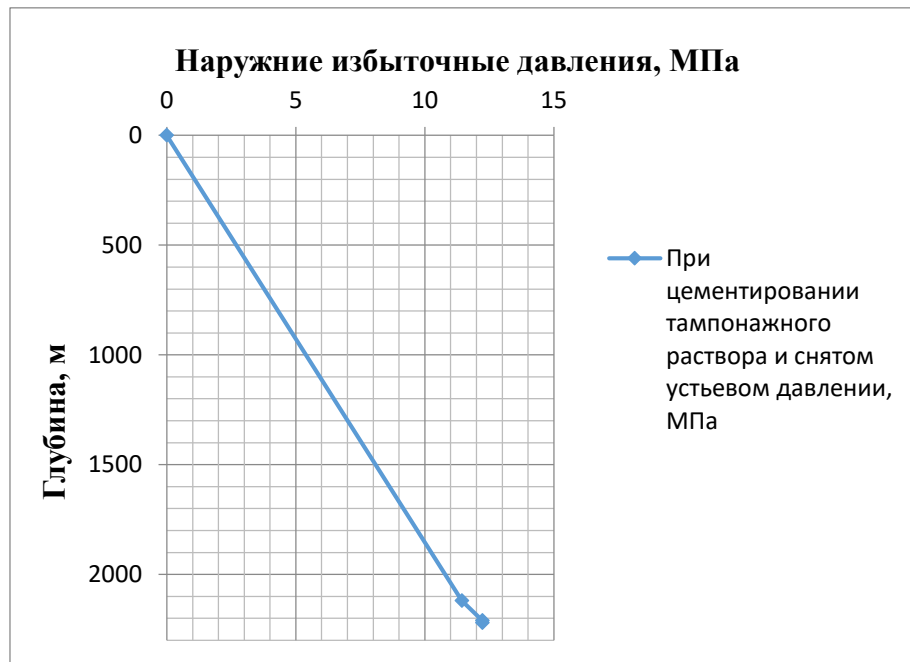


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}. \quad (8)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 5, 6, 7.

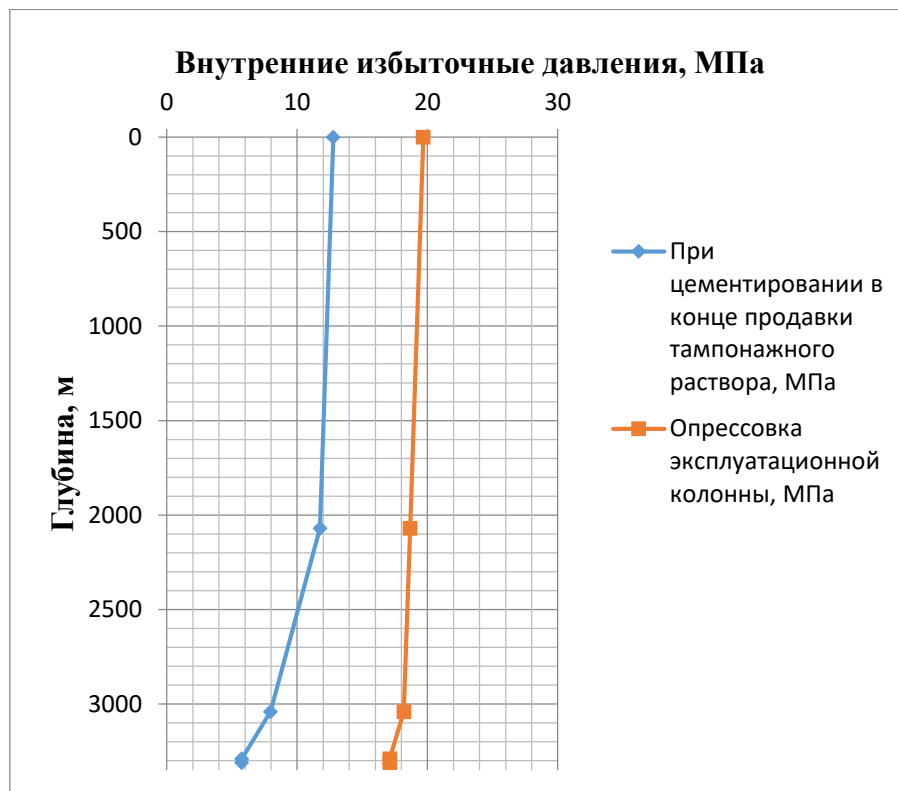


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

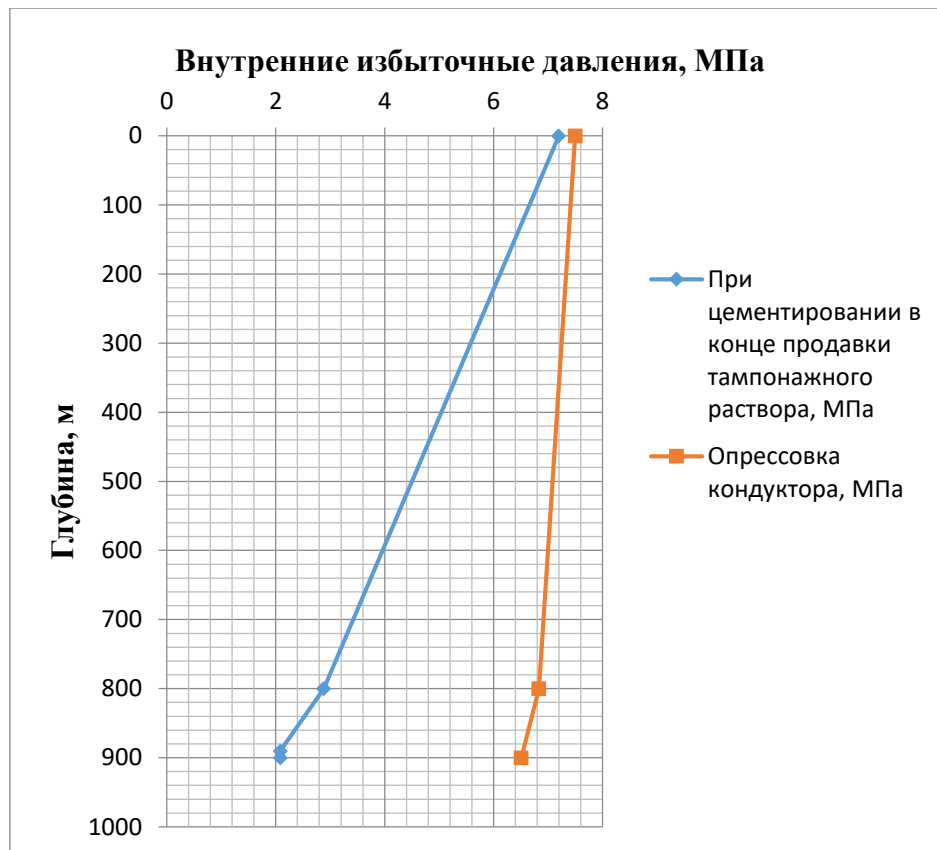


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

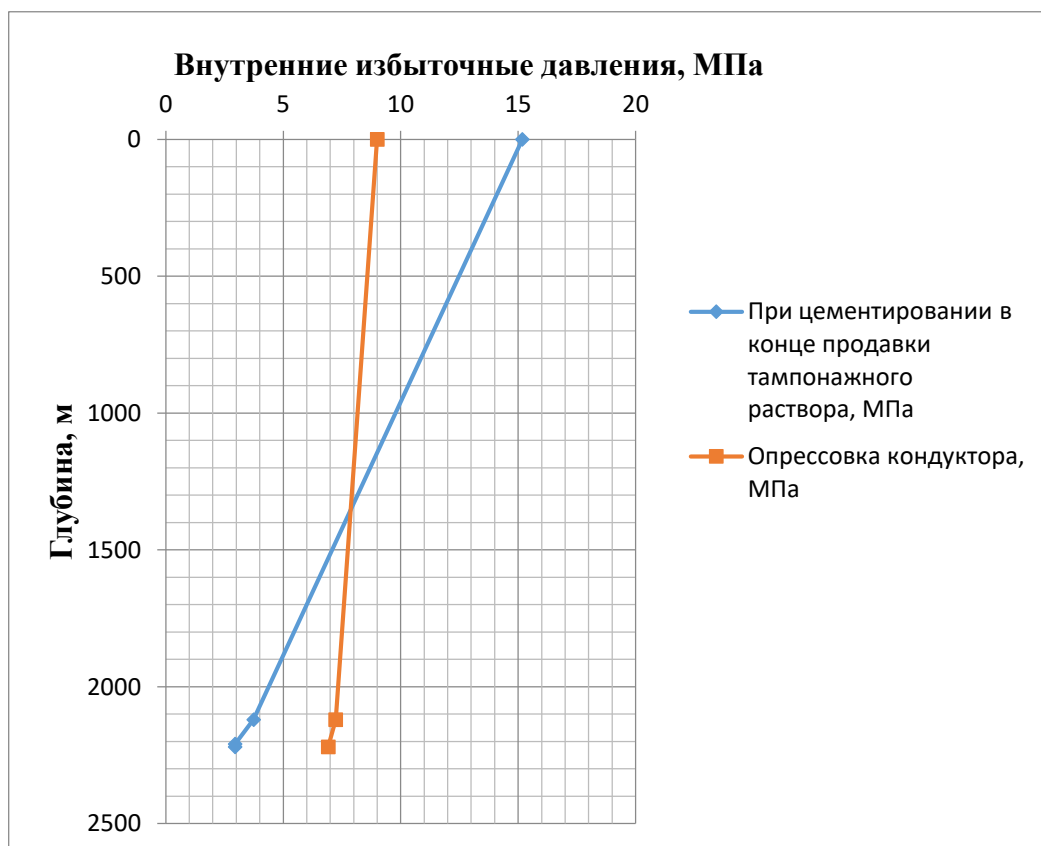


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	60	104,4	6264	6264	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	900	67	60300	60300	0-900
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	10	2220	58,6	130092	130092	0-2220
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	9,5	860	32,1	27606	92531	3300-2450
2	ОТТМ	Д	7,7	2450	26,5	64925		2450-0

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировки эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр ($D_{\text{усл}}$)	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу	элементов на интервале, штук	суммарное, штук
1	2	3	4	5	6

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6
Направление, 426	БКМ-426	60	60	1	1
	ЦПЦ 426/490	0	60	2	2
	ПРП-Ц 426	60	60	1	1
Кондуктор, 323,9	БКМ-324	900	900	1	1
	ЦКОДУ-324	890	890	1	1
	ЦТ – 324/393	60	900	42	42
	ЦПЦ 324/393	0	60	2	23
		60	900	21	
	ПРП-Ц 324	790	790	1	1
Техническая колонна, 244,5	БКМ-245	2220	2220	1	1
	ЦКОДУ-245	2210	2210	1	1
	ЦТ – 245/295	900	2220	33	33
	ЦПЦ 245/295	0	900	18	51
		900	2220	33	
	ПРП-Ц 245	2210	2210,2	1	1
Эксплуатаци- онная, 146,1	БКМ-146	3310	3310	1	1
	ЦКОДУ-146	3300	3300	1	1
	ЦПЦ 146/190	0	2220	44	71
		2220	3310	27	
	ПРП-Ц Н 146	3300	3300,2	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.3.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (9)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

$$39,68 + 4,303 \leq 0,95 \cdot 60,573.$$

$$43,98 \leq 57,544.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 29 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 29 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	9,22	2,3	1050	2,3	МБП-СМ	161
		6,92	1050	6,92	МБП-МВ	104
Продавочная жидкость	46,11		1000	—	Техническая вода	—
Облегченный тампонажный раствор	16,55		1400	11,47	ПЦТ-III – О6(4-6)-100	13898
					НТФ	6,79
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,57		1900	3,35	ПЦТ – II –100	6085
					НТФ	1,87

2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (10)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления.

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 13,9 / 10 = 1,39 - 2 \text{ УС } 6-30.$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 6,08 / 13 = 0,47 - 1 \text{ УС } 6-30.$$

На рисунке 8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

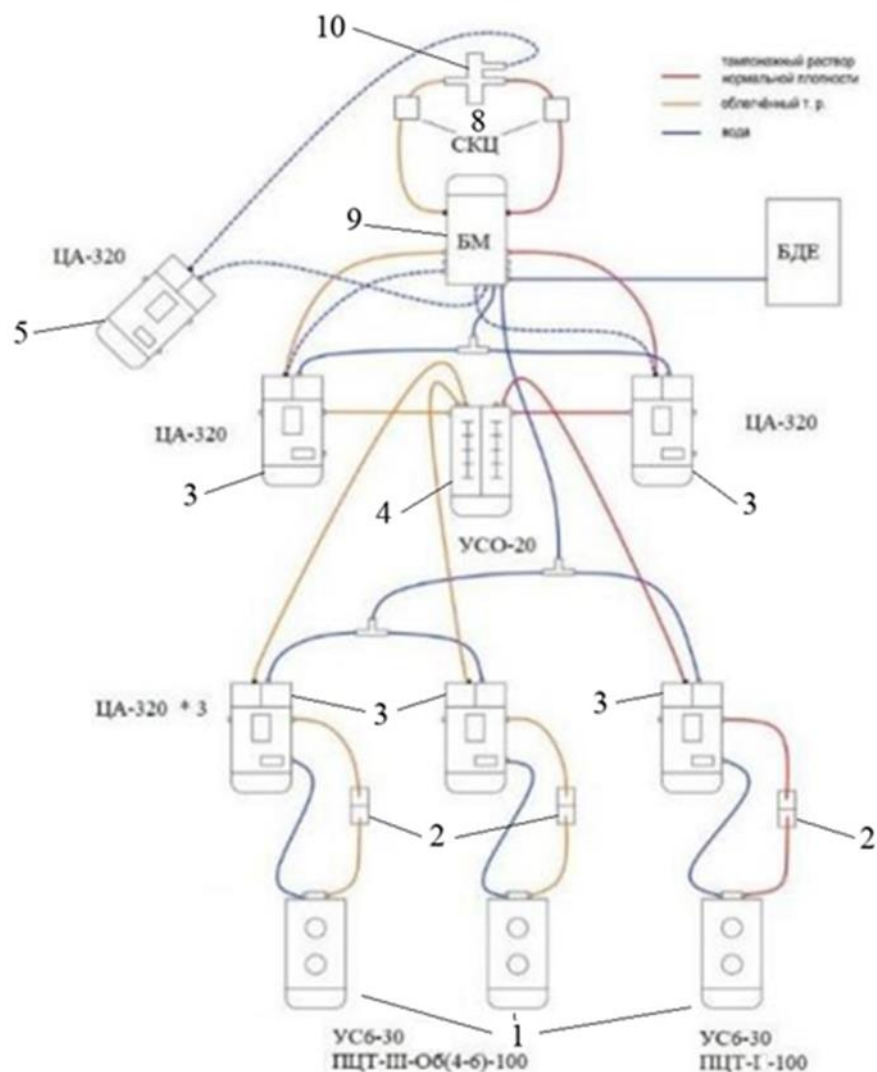


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементеровочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия;
- 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
- 10 – устье скважины

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности пласта;
- Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.4.2 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (12)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = 1123 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле:

$$V_{ж.г.} = 2 * (V_{внхв} + V_{внэк.}), \quad (13)$$

где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

В связи с отсутствием хвостовика, $V_{внхв} = 0$, тогда

$$V_{ж.г.} = 2 * (0 + 44,39) = 88,78 \text{ м}^3.$$

2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 30 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
160	НКТ	Кумулятивная	ПКО 114-АТ	20	27

2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели, спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели, спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель, спускаемый на трубах КИИ-95/146.

2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21.

2.4 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ ЗД-76			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	99,98	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 99,98$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	130,03	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 130,03$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	169,04	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/169,04 = 1,18 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Противовыбросовое оборудование

Сегодня повышенные требования безопасности и сохранения чистоты окружающей среды относятся к все большему числу видов деятельности человека. Добыча нефти и газа не является исключением и с развитием технологий и технических решений, которые в ней используются, достигается не только высокая эффективность проведения буровых работ, но и повышается их безопасность, как с точки зрения предотвращения аварий и пожаров, так и с точки зрения предотвращения загрязнения окружающей среды.

Главная опасность при проведении буровых работ, связанных с добычей нефти и газа, а также во время проведения планового обслуживания буровых скважин, заключается в высокой вероятности выброса полезных ископаемых из-за высокого пластового давления с возможностью их последующего возгорания и нанесения значительного урона окружающей среде. Для предотвращения возникновения подобных явлений перед проведением работ на устье скважины устанавливается комплект промышленного оборудования, которое называют противовыбросовым.

Современное противовыбросовое оборудование – это достаточно сложное техническое решение, состоящее из нескольких узлов, исполнительных механизмов и, как правило, двух пультов управления, что повышает надежность системы и ее безопасность. В данной работе мы рассмотрим основные характеристики противовыбросового оборудования (ПВО).

3.1 Назначение оборудования

Противовыбросовое оборудование (ПВО) - это комплекс оборудования, предназначенный для герметизации устья нефтяных и газовых скважин при их строительстве и ремонте.

Использование ПВО позволяет повысить безопасность ведения работ, обеспечить предупреждение выбросов и открытых фонтанов.

В России применение ПВО регламентирует ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции»

ПВО обеспечивает проведение следующих технологических операций:

- герметизация скважины;
- спуск-подъем колонн бурильных труб при герметизированном устье;
- циркуляция бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;
- управление гидроприводами оборудования.

ПВО включает стволовую часть, превенторы и манифольд.

Стволовая часть включает ПВО, оси стволовых проходов которых совпадают с осью ствола скважины и которые последовательно установлены на верхнем фланце колонной обвязки. Стволовая часть включает превенторы, устьевые крестовины, надпревенторную и другие дополнительно устанавливаемые катушки, разъемный желоб и герметизатор.

Манифольд состоит из элементов трубопроводной арматуры и трубопроводов, соединенных по определенной схеме с линиями дросселирования и глушения.

3.2 Состав и принцип работы устройств

Современное противовыбросовое оборудование – это достаточно сложное техническое решение, состоящее из нескольких узлов, исполнительных механизмов и, как правило, двух пультов управления, что повышает надежность системы и ее безопасность. В составе узлов, которые относятся непосредственно к противовыбросовому оборудованию, можно выделить следующие основные элементы:

- Стволовая часть ПВО:
 - устьевая крестовина/ адаптерная катушка;

- превентор плащечный сдвоенный или одинарный гидравлический;
- превентор универсальный гидравлический кольцевой.
- Манифольд буровой (в отапливаемом блок-боксе) в составе:
 - блок глушения и блок дросселирования.
- Станция гидроуправления превенторами и гидроуправляемыми задвижками.
- Сепаратор бурового раствора (опция).

Рассмотрим эти элементы подробнее.

3.3 Модельный ряд

3.3.1 Комплекс противовыбросового оборудования

ПВО предназначено для управления проявляющейся скважиной с целью предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения. Область применения – бурение и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. Выпускается 6 типоразмеров на рабочее давление 14, 21, 35 и 70 МПа с проходом 180; 230; 280; 350; 425; 540 мм. Комплекс противовыбросового оборудования обеспечивает проведение следующих видов работ:

- герметизацию устья скважины при наличии и отсутствии колонны бурильных труб;
- спуск и подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замков, расхаживание труб, подвеску колонн на плашки, удержание колонн плашками от выброса из скважины давлением;
- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодавления на забой;
- оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Оборудование состоит из стволовой части, манифольда и станции гидравлического управления. Стволовая часть обеспечивает герметизацию устья и спуск-подъем инструмента. Включает в себя кольцевой и плашечный превенторы, крестовину для присоединения манифольда.

3.4 Превенторы

Ни одна нефтедобывающая скважина не может не иметь в своем оборудовании превенторов, основное назначение которых герметично закрыть устье скважины от внезапных выбросов нефти. Такие ситуации возможны при строительных или ремонтных работах самой скважины.

Герметично закрытая скважина превентором не дает нефти разлиться, а, следовательно, превентор предотвращает возникновение пожароопасных ситуаций и экологических катастроф, связанных с разливом нефти.

Надежная герметизация скважины может выполняться несколькими моделями превенторов:

- а) плашечный (трубные, глухие, срезающие) – при возникновении аварийной ситуации труба разделяется отделением одной части от другой, и происходит зажим плашками с гидравликой;
- б) универсальный, другое название кольцевой превентор – перекрывает отверстие скважины, при нахождении в ней любой части бурильной трубы.
- в) вращающийся или роторные герметизаторы – уплотняют устье скважины, в которой находится вращающаяся или ведущая труба.

3.4.1 Плашечный превентор

Плашечный превентор – это противовыбросовое устройство, предназначенное для герметизации устья в процессе строительства, освоения и ремонта

скважин вокруг любой части бурильной колонны, а также полного перекрытия устья скважины при отсутствии в ней инструмента.

Выделяются следующие типы плашечных превенторов:

- Плашечный превентор сдвоенный серии RS-C/CS с литейной конструкцией (рис. 7, табл. 32).
- Плашечный превентор гидравлический серии RS-F/FS с литейной конструкцией и срезающей функцией (рис. 8, табл. 33).

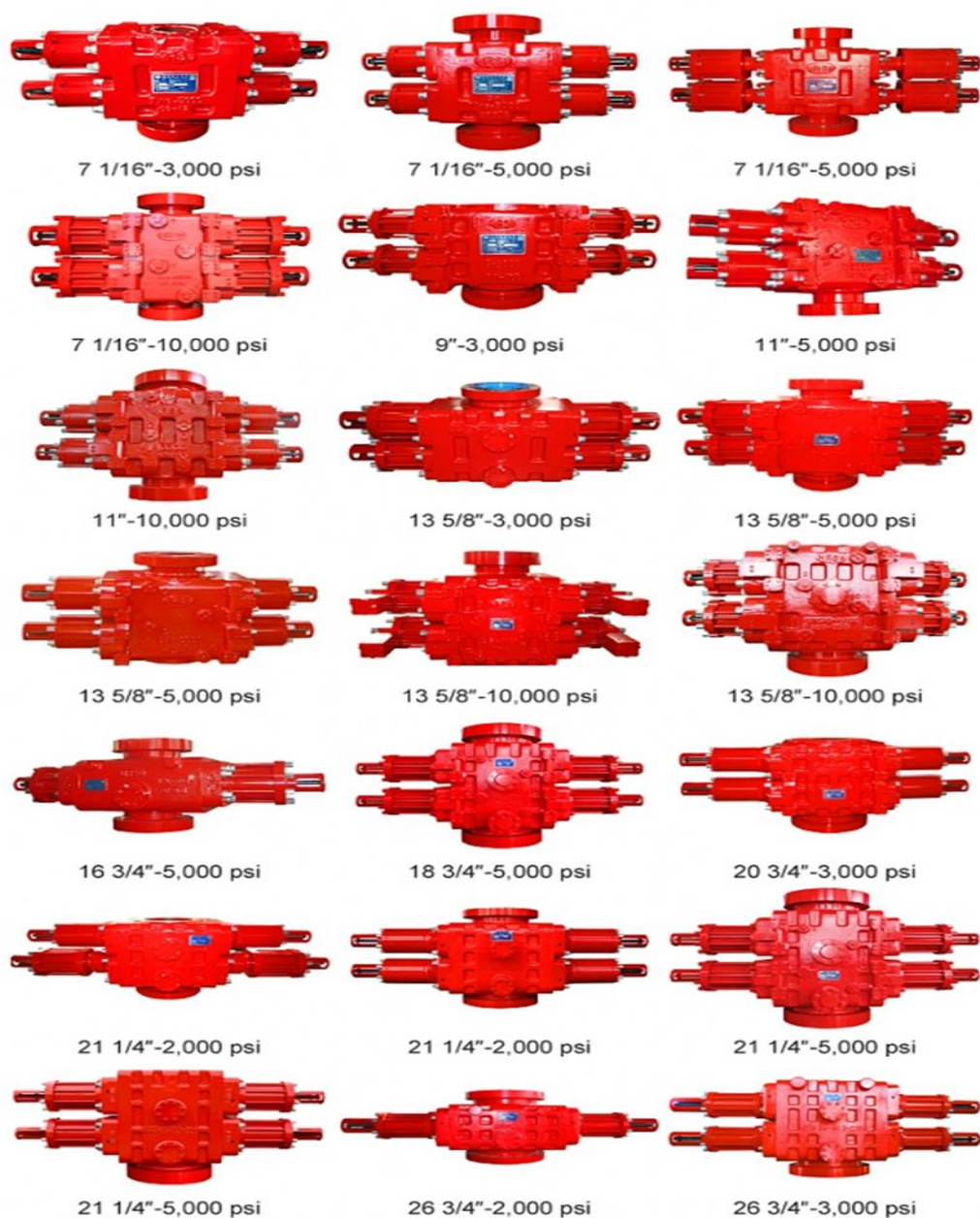


Рисунок 7 – Плашечный превентор сдвоенный серии RS-C/CS с литейной конструкцией.

Таблица 32 –Технические характеристики преевентора плащечного сдвоенного

Модель плащеч- ного пре- вентора	Услов- ный проход, мм	Номиналь- ное рабо- чее давле- ние, МПа	Объем масла на откры- тие, л	Объем масла на закры- тие, л	Длина , мм	Ширина , мм	Высота , мм	Вес, кг
FZ18-35	179.4	35	3.2	4	1520	540	450	900
2FZ18-35							743	1730
FZ18-35			11.6	12.7	2112	540	650	1135
2FZ18-35							956	2210
FZ23-35	228,6	35	12	13.2	2032	865	620	2100
2FZ23-35							1025	4090
FZ23-35			18.4	19.8	2074		620	2260
2FZ23-35							1025	4394
SFZ23-35			—	—	1624		815	2014
FZ28-35	279.4	35	10.3	11.8	2120	865	670	2260
2FZ28-35							830	4262
FZ28-35			22	24	2232		670	2619
2FZ28-35							1065	5003
FZ35-35	346.1	35	17.2	14.4	2400	710	710	3300
2FZ35-35							1145	5600
FZ35-35			36	40	2694	920	710	3620
2FZ35-35							1145	6420
FZ35-70	346	70	30	33	2670	1240	960	6445
2FZ35-70							1485	11950
FZ35-70			36.7	41.8	2795	1238	996	6450
2FZ35-70							1491	11660

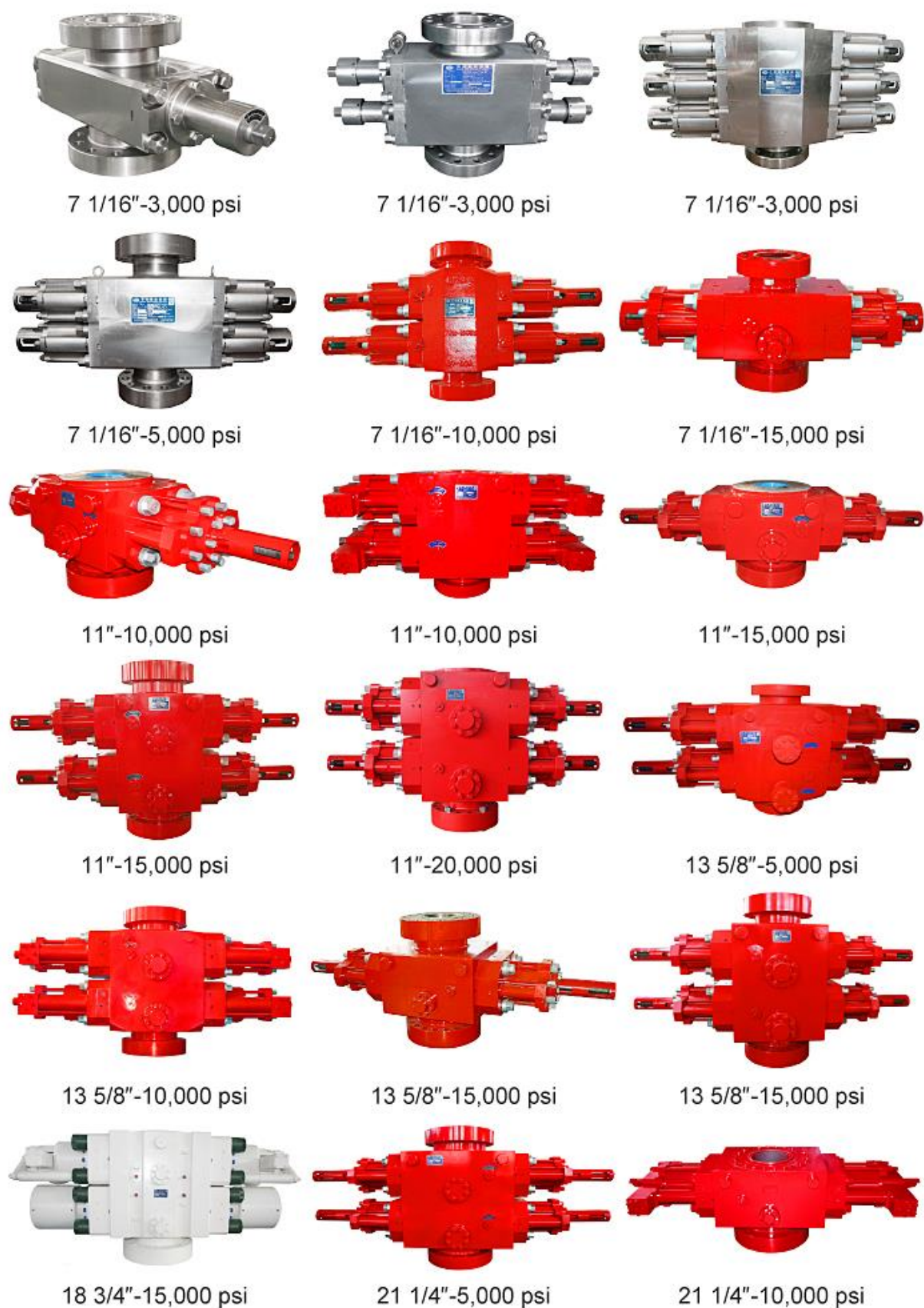


Рисунок 8 – Плащечный превентор гидравлический серии RS-F/FS с литейной конструкцией и срезающей функцией.

Таблица 33 – Технические характеристики гидравлического плашечного превентора:

Модель плашеч- ного пре- вентора	Услов- ный проход, мм	Номиналь- ное рабочее давление, МПа	Объем масла на открытие, л	Объем масла на закры- тие, л	Диа- метр, мм	Ши- рина, мм	Высота, мм	Вес, кг
FZ18-35	179.4	35	2.9	3.3	1400	435	430	483
2FZ18-35							642	865
3FZ18-35							860	1525
FZ18-35			7.7	7.9	2216	557	644	1122
2FZ18-35							964	2108
SFZ18-35							410	400
2SFZ18-35			—	—	1190	395	626	720
FZ28-35	279.4	35	26	27	3122	833	787	3800
2FZ28-35							1230	7050
FZ35-35	346.1		41	43	3588	1495	750	4877
2FZ35-35							1285	9640
FZ35-105		105	37	42	3748	1115	1053	8400
2FZ35-105							1700	15580
FZ35-70	346.1	70	42	37	2811	1190	895	6425
2FZ35-70							1185	6950
FZ35-70			43	41	3632	1030	850	5795
2FZ35-70							1415	10955
FZ35-70	346.1	70	60	48	3092	1516	850	9964
2FZ35-70							1415	12661
FZ35-70			42	42	2811	1190	895	6855
2FZ35-70							1430	12640

3.4.2 Универсальный превентор

Универсальный превентор – это противовыбросовое устройство, предназначенное для герметизации устья в процессе строительства, освоения и ремонта скважин вокруг любой части бурильной колонны, а также полного перекрытия устья скважины при отсутствии в ней инструмента.

При разработке скважин особую опасность представляет самопроизвольный выброс веществ с их последующим фонтанированием. Для регулирования состояния скважины используется ее надежная герметизация превенторами. В большинстве случаев монтаж противовыбросного оборудования представляет собой комплекс, который состоит из нескольких превенторов. Управление выполняет гидравлический блок.

Универсальность превентора заключается в возможности герметизировать устье независимо от диаметра и геометрии скважины. Конструктивные особенности превентора позволяют обеспечить гибкость технологических операций, безопасность работ и снижение эксплуатационных расходов. Принципиальная схема превентора наглядно демонстрирует простое, но надежное устройство агрегата. В корпусе из стального литья ступенчатой формы в виде цилиндра расположены ступенчатый поршень, полый внутри, уплотнительная манжета, изготовленная из резины с металлическими включениями и втулка для предохранения. Манжета упирается в крышку превентора. Между ней, корпусом и поршнем образованы полости, которые соединяются с системой гидравлического управления противовыбросного оборудования. Для предотвращения утечек жидкостей в превенторе используются манжеты с уплотняющим действием.

Универсальные гидравлические превенторы устроены так, что давление в самой скважине обеспечивает дополнительное уплотнение. Управление движения в превенторах происходит дистанционно. Все металлические элементы в превенторе отвечают требованиям стойкости к воздействию сероводорода. Наличие двух движущихся элементов обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации гидравлическим превентором.

Превентор устанавливается при освоении бурильных нефтяных скважин и газовых месторождений. При установке на устье скважины, агрегат крепится над плашечным превентором с помощью резьбовых плашек. Цилиндрический превентор - оборудование, рассчитанное на половину давления, приходящегося на

плащечный агрегат. Необходимость монтажа превенторов и их количество определяется условиями конкретного нефтедобывающего участка. При этом выкидные трубопроводы монтируются под нижним агрегатом, так как расположение труб между превенторами не дает промывать скважину.

Выделяются следующие типы универсальных превенторов:

- Универсальные превенторы серии RS-D с сферическим уплотнителем (рис. 9, табл. 34).
- Универсальные превенторы серии RS-D RS-A с коническим уплотнителем (рис. 10, табл. 35).



Рисунок 9 – Универсальные превенторы серии RS-D с сферическим Уплотнителем

Таблица 34 – Технические характеристики превентора со сферическим уплотнителем:

Модель универсального превентора	Условный проход, мм	Номинальное рабочее давление, МПа	Объем масла на открытие, л	Объем масла на закрытие, л	Диаметр, мм	Высота, мм	Вес, кг
FH18-21	179.4	21	15	21	745	842	1433
FH18-35		35					1520
FH23-21	228.6	21	22.8	34	908	838	2440
FH23-35		35	33	42	1016	924	3050
FH28-14	279.4	14	33	46	1013	855	3512
FH28-21		21				873	3400
FH28-35		35				1110	4716
FH48-35	476.3	35	172	220	1780	1710	16320
FH35-21	346.1	21	72	98	1271	1176	5700
FH35-35		35					6415
FH53-21	527	21	110	173	1375	1293	6994
FH54-35	539.7	35	171	227	1938	1742	20220

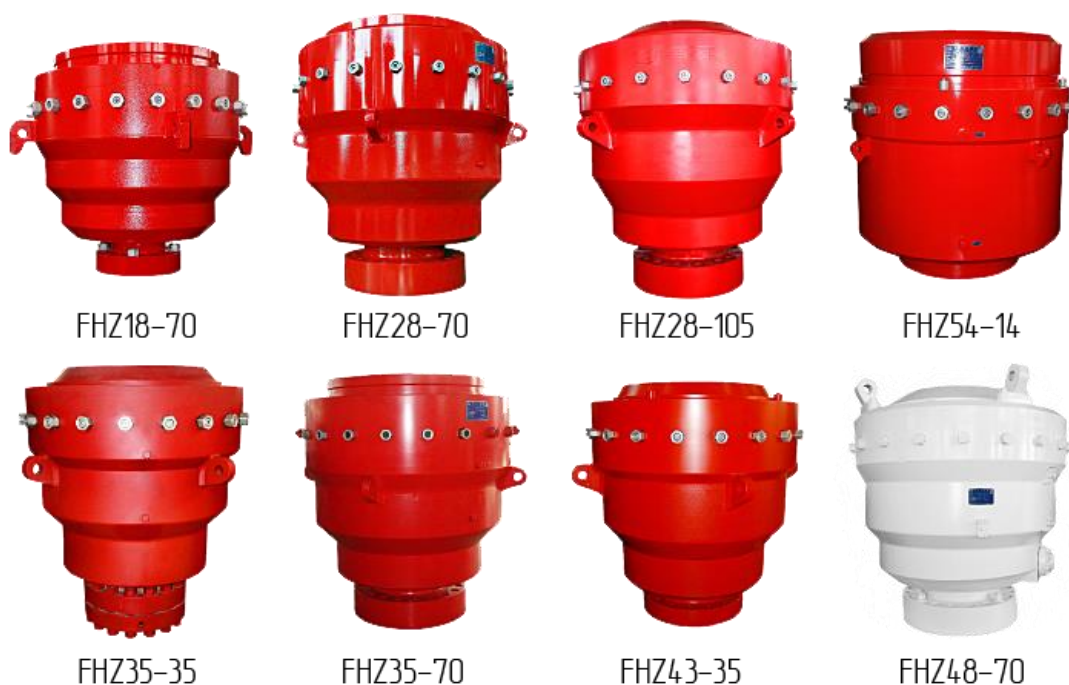


Рисунок 10 – Универсальные превенторы серии RS-A с коническим уплотнителем.

Таблица 35 – Технические характеристики универсального превентора с коническим уплотнителем:

Модель превентора	Условный проход, мм	Номинальное рабочее давление, МПа	Объем масла на открытие, л	Объем масла на закрытие, л	Диаметр, мм	Высота, мм	Вес, кг
FHZ18-70	179.4	70	27	36	1490	1250	6239
FHZ28-70	279.4		66	67	1687	1653	12290
FHZ28-105		105	120	121	1650	1959	17640
FHZ54-14	539.7	14	84.9	136.5	1512	1437	7660
FHZ35-35	346.1	35	54	68	1510	1434	6917
FHZ35-70		70	117	116	1780	1787	15190
FHZ43-35	425.5	35	78	112	1725	1630	10030
FHZ48-70	476.3	70	220	220	2160	2231	27016

3.4.3 Вращающийся превентор

Вращающийся превентор гидравлический – это противовыбросовое устройство, предназначенное для герметизации устья в процессе строительства, освоения и ремонта скважин вокруг любой части бурильной колонны, а также полного перекрытия устья скважины при отсутствии в ней инструмента (рис. 11, табл. 36).

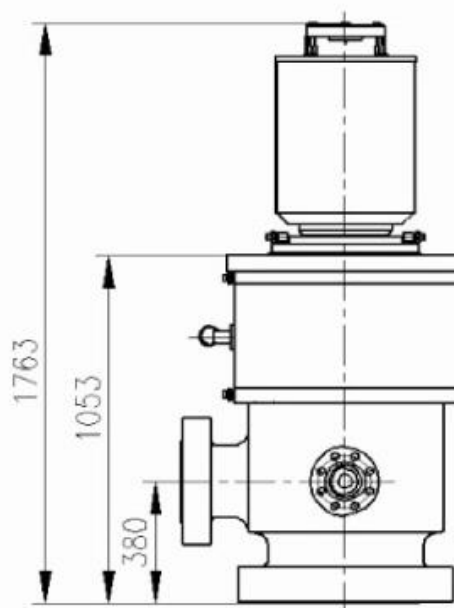


Рисунок 11 – Вращающийся гидравлический превентор

Таблица 36 – Технические характеристики вращающегося гидравлического превентора:

Наименование	Значение
Максимальное статическое давление	21 МПа
Максимальное динамическое давление	10,5 МПа
Максимальная скорость вращения	120 rpm
Проходный диаметр центральной трубы	179,4 мм
Внешний диаметр вращающегося модуля в сборе	456 мм
Максимальный размер уплотнения	Ведущая труба 5 1/4" шестиугольного +5" (с муфтой 18°/35°)
Рабочая среда	Буровой раствор, нефть, газ
Класс температуры метатической несущей детали	T0 (-18°C – 121°C)
Типоразмер бокового фланца	7 1/16" – 5,000 psi 6B R46 2 1/16" – 5,000 psi 6B R24
Максимальное рабочее давление в системе смазки	16 МПа
Номинальное давление системы управления перекрытия	4 МПа
Рабочее давление циркуляционной системы охлаждения	0,8 МПа
Электропитание	380 В/50Гц

3.5 Характерные особенности

Для каждой модели превенторов есть свои технические и эксплуатационные характеристики, которые выражаются:

1. условный проход;
2. допустимое рабочее давление;
3. допустимые объемы масла при закрытии;
4. допустимые объемы масла при открытии;
5. высота;
6. длина превентора;
7. ширина;
8. масса.

Превенторы являются сложным противовыбросовым оборудованием, которые могут эксплуатироваться с рабочими показателями температур: +55°C - -40°C.

Данные изделия должны проходить переосвидетельствование, не менее, чем один раз в 8 лет, после чего Ростехнадзор соответствующее разрешение. Но кроме этого, превенторы ежеквартально проходят освидетельствование, которое проводят техслужбы буровой компании.

Заключение

Противовыбросовое оборудование, применяемое при бурении – это комплекс, используемый для герметизации нефтегазовых скважин в процессе их возведения и ремонта. Он необходим для обеспечения безопасности данных работ и предупреждения фонтанных открытий и выбросов.

При использовании противовыбросового оборудования обеспечивается проведение следующего ряда работ:

- Скважинная герметизация;
- Спуск-подъем бурильных колонн труб в пригерметизированном устье;

- Обеспечение циркуляции бурильного раствора, а также создание на забое регулируемого противодействия и его дегазация;
- Осуществление оперативного управления гидроприводными частями, входящими в состав оборудования нефтегазового месторождения.

Противовыбросовое оборудование, применяемое при бурении, состоит из нескольких основных технологических конструкций:

- Стволовая – совокупность частей, которые представляют собой оси стволовых проходов. Они совпадают с осью разрабатываемого нефтегазового месторождения и устанавливаются последовательно на колонной обвязке, а именно её верхнем фланце. Кроме того, в данную составную часть входят устьевые крестовины, превенторы, различные катушки, герметизатор и разъемный желоб.
- Превенторный блок. Он конструируется из превенторов и устьевых крестовин.
- Манифольд представляет собой трубопроводную систему, которая соединяется согласно разработанной схеме и снабжается необходимой арматурой. Она также включает в себя линии глушения и дросселирования, которые конструктивно выполняются в виде специальных блоков. Данная технологическая конструкция соединяется с превентивным блоком с помощью магистральных линий. Регулируемый дроссель необходим для управления потоком бурового раствора во время газо-, водо-, нефтепроявления скважины, а также создания необходимого противодействия.

При рассмотрении данного вопроса были использованы источники [4–8].

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	3300
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 490 мм на глубину 60 м
- кондуктор	d 393,7 мм на глубину 900 м
- техническая колонна	d 295,3 мм на глубину 2220 м
- эксплуатационная колонна	d 146,1 мм на глубину 3300 м
Буровая установка	БУ – 3Д-76
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип - количество, шт.	УНБТ-950 – 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60 м	45
- в интервале 60-900 м	70
- в интервале 900-2220 м	55
- в интервале 2220-3300 м	40
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 20 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 60-900 м	ВЗД ДГР1-240.3/4.55
- в интервале 900-2220 м	ВЗД ДГР1-240.3/4.55
- в интервале 2220-3300 м	ВЗД ДРУ-172 7/8.77
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического

бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Тюменская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,027	460
2	60	900	840	0,032	350
3	900	2220	2130	0,036	2900
4	2220	3300	1080	0,038	3200

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T * H, \quad (15)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м; H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 60 * 0,027 = 1,62 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,027	1,62
840	0,032	26,88
2130	0,036	76,68
1080	0,038	41,04
Итого		146,22

Далее производится расчет нормативного количества долот n .

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / \Pi, \quad (16)$$

где П – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 60 / 460 = 0,13.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 40.

Таблица 40 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Количество долот (n)
60	460	0,13
840	350	2,4
2130	2900	0,73
1080	3200	0,34
Итого на скважину		3,6

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{\text{СПО}}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (16)$$

где $n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад и составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление: $2 * 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $21 * 1 = 21$ мин;
- техническая колонна: $33 * 1 = 33$ мин;
- эксплуатационная колонна: $27 * 1 = 27$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора – 16 ч, технической колонны – 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота – 7 ми-

нут. Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (18)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки,

м. Для направления:

$$L_c = 60 - 10 = 50 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента

L_n , м ведущая труба (16 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n. \quad (19)$$

Для направления:

$$L_T = 60 - 17 = 43 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (20)$$

где l_c – длина одной свечи,

м. Для направления:

$$N = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 900 - 10 = 890 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 890 - 17 = 873 \text{ м;}$$

$$N = 873 / 25 = 34,92 \approx 35 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 35 * 2 + 5 = 75 \text{ мин.}$$

Для технической колонны:

$$L_c = 2220 - 10 = 2210 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 2210 - 17 = 2193 \text{ м;}$$

$$N = 2193 / 25 = 87,72 \approx 88 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 88 * 2 + 5 = 181 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3300 - 20 = 3280 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 3280 - 17 = 3263 \text{ м;}$$

$$N = 3263 / 25 = 130,52 \approx 131 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 131 * 2 + 5 = 267 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 75 + 181 + 267 + 4 * (7 + 17 + 42) = 754 \text{ мин} = 12,57 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [9].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в

нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 382,474 часов или 15,94 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$382,474 * 0,066 = 25,24 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 382,474 + 25,24 + 25 = 432,714 \text{ ч} = 18,03 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 41.

Таблица 41 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 42.

Таблица 42 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяцев	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

Условные обозначения к таблице 42:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (20)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (21)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Продолжительность бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Направление	1,62	1,77	0,074
Кондуктор	26,88	29,3	1,22
Техническая колонна	76,68	83,58	3,48
Эксплуатационная колонна	41,04	44,73	1,86
Крепление:			
Направление	19,8	21,84	0,91
Кондуктор	42,76	47,04	1,96
Техническая колонна	48,65	53,52	2,23
Эксплуатационная колонна	54,33	59,76	2,49
Итого	311,76	341,54	14,23

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2–В.4.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_m , м/ч

$$V_m = H/T_m, \quad (22)$$

где H – глубина скважины, м;

T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_m + T_{\text{спо}}), \quad (23)$$

где $T_{\text{спо}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H * 720)/T_h, \quad (24)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (25)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (26)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб.;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 44.

Таблица 44 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3300
Продолжительность бурения, сут.	12,98
Механическая скорость, м/ч	22,57
Рейсовая скорость, м/ч	15,28
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7621
Проходка на долото, м	917
Стоимость одного метра, руб	136977

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [12]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 3300 метров, которое расположено в Тюменской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить

о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы – 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Томской области, согласно, справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,3.

5.2 Производственная безопасность

Основные элементы производства, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 45.

Таблица 45 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Полевой этап			
Строительство скважины: Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91
	1. Превышение уровней шума; 2. Тяжесть физического труда 3. Превышение уровней вибрации. 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны 6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4. Электрический ток; 5.Пожароопасность	ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ12.1.012-90 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.004-91

5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

5.2.1.1 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не огражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места

должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

5.2.1.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;
- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [24].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета.

5.2.1.3 Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);

2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедненного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [30].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо:

регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [30].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.
5. Ломы 3 шт.
6. Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

5.2.1.4 Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [29].

5.2.1.5 Электрический ток

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения

электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

5.2.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

5.2.2.1 Превышение уровней вибрации

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [20].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [20] наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы;
- вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

5.2.2.2 Превышение уровней шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Первоначально слово шум относилось исключительно к звуковым колебаниям, однако в современной науке оно было распространено и на другие виды колебаний (радио-, электричество).

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм

человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [23].

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

5.2.2.2 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаления ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после

занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

5.2.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в приложении Г.1.

5.2.2.4 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, горюче-смазочных материалов, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно

осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа», представлены в приложении Г.2.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ, ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и

буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник чрезвычайной ситуации – Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться – в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по

значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томская область) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала.

Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3300 метров на нефтяном месторождении Тюменской области на основании исходного технического задания.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонн. В связи с высокими пластовыми давлениями проектируется спуск технической колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на собственном опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твёрдости пород, для бурения под направление и кондуктор выбраны шарошечные долота. Для бурения под техническую и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Д. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ с двумя пробками. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-21-146х245х324 К1 ХЛ, ОП6- 350/80х21, АФ1-80/65х21.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Более подробно рассмотрены производители противовыбросового оборудования, используемые для герметизации нефтегазовых скважин в процессе их возведения и ремонта, которое необходимо для обеспечения безопасности данных работ и предупреждения фонтанных открытий и выбросов. Анализ сортамента разных производителей позволил выявить их положительные и отрицательные стороны, а также выделить наиболее эффективные модификации.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018.
4. Воронежский механический завод. [Электронный ресурс]. – <http://vmzvrn.ru/> (дата обращения 20.04.2021 г.).
5. Группа компаний «Н-Сервис». [Электронный ресурс]. – <http://izhmk.ru> (дата обращения 20.04.2021 г.).
6. Завод «Роснефтемаш». [Электронный ресурс]. – <http://rosneftemash34.ru/> (дата обращения 20.04.2021 г.).
7. ООО «Производственное объединение «Интера». [Электронный ресурс]. – <http://www.pointera.ru> (дата обращения 20.04.2021 г.).
8. Производственное объединение ТУЛАМАШЗАВОД. [Электронный ресурс]. – <http://www.tulamash.ru> (дата обращения 20.04.2021 г.).
9. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
10. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001.

11. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]:

<http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>

12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

13. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

14. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

15. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016.

16. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

18. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

20. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

21. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

22. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.

23. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

24. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

25. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

26. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

27. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

28. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

29. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.

30. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.

31. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

32. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

33. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервал за- легания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффи- циент кавер- нозно- сти в ин- тервале
глубина		название	индекс	угол		
верх	низ			град.	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отложения	Q	-	-	1,30
50	100	абросимовская свита	N1	-	-	1,25
100	150	туртасская свита	P33	-	-	1,25
150	220	новомихайловская свита	P33	-	-	1,25
220	290	атлымская свита	P32	-	-	1,25
290	470	тавдинская свита	P31 – P23	-	-	1,25
470	690	люлинворская свита	P22 – P21	-	-	1,25
690	815	талицкая свита	P1	-	-	1,25
815	870	ганькинская свита	K2	-	30	1,25
870	1080	березовская свита	K2	-	30	1,15
1080	1115	кузнецовская свита	K2	-	30	1,15
1115	1350	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K2	-	40	1,15
1350	1650	ханты-мансийская свита	K1	-	40	1,15
1650	1940	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт М')	K1	-	50	1,15
1940	2005	алымская свита (кровля - отражающий горизонт М)	K1	-	50	1,15
2005	2220	черкашинская свита	K1	1	00	1,15
2220	2915	ахская свита	K1	1	00	1,15
2915	2940	баженовская свита (кровля - отражающий горизонт Б)	J3	1	20	1,15
2940	2965	абалакская свита	J3	1	20	1,15
2965	3275	тюменская свита	J2 – J1	1	40	1,15

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	50	Аллювиальные, озерно-аллювиальные осадки, представленные серыми суглинками, глинами, жёлто-серыми песками, линзами галечников, торфяниками.
N1	50	100	Неравномерное чередование и переслаивание коричневато-серых глин, алевроитов и песков с прослоями и пластами бурых углей.
P33	100	150	Зеленовато-серые и серые глины с тонкими прослоями алевроитов, иногда с линзами тонкозернистого песка, с включением растительных остатков.
P33	150	220	Неравномерное переслаивание глин, алевроитов с прослоями бурых углей и песков.
P32	220	290	Светло-серые кварц-полевошпатовые пески с маломощными прослоями и линзами глин.
P31 – P23	290	470	Светло- и тёмно-зелёные, тонкослоистые, вязкие, жирные на ощупь глины с включениями маломощных линз и прослоев алевроитов.
P22 – P21	470	690	Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные, с прослоями серых слюдистых алевролитов и разномасштабных кварцево-глауконитовых песков и слабых песчаников.
P1	690	815	Глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевроитистые с прослойками алевроитов и песков мелкозернистых.
K2	815	870	Глины серые, темно-серые, известковистые, иногда алевроитистые, в верхней части – мергели серые, зеленовато-серые. Толща содержит тонкие прослойки алевролитов и песков, а также остатки пелеципод, аммонитов, гастропод.
K2	870	1080	Глины серые опоковидные, зеленовато-серые, комковатые с пиритизированными обрывками водорослей с редкими прослойками песчаников и алевролитов, переходящие в опоки с полураковистым изломом, с подчиненными прослоями глинистых алевролитов и слабосцементированных песчаников.
K2	1080	1115	Тёмно-серые, однородные тонкоотмученные глины, в верхней части алевроитистые глины.
K2	1115	1350	Неравномерное переслаивание песчаников, песков, алевролитов и глин. К кровле свиты приурочен опорный отражающий горизонт «Г».
K1	1350	1650	Состоит из двух подсвит – нижней, глинистой, и верхней, сложенной глинами с прослоями алевролитов и песчаников.
K1	1650	1940	Сложена песчано-алевритовой толщей с маломощными глинистыми прослоями. Доля глинистых прослоев возрастает к подошвенной части, где они становятся доминирующими породами.

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4
K1	1940	2005	Свита преимущественно глинистая, как правило, состоящая из двух пачек. В нижнем интервале наблюдаются глины с подчиненными линзами и пропластками глинистых известняков, алевролитов и песчаников (индексируются как АС1-3). Верхняя подсвита, представлена однородными тонкодисперсными глинами кошайской пачки, с которой отождествляется опорный отражающий сейсмический горизонт «М».
K1	2005	2220	Сложное незакономерное переслаивание и чередование серых и зелёно-серых песчаников, алевролитов и комковатых глин. Черкашинская свита подразделяется на две подсвиты. В кровле нижней подсвиты, выделяется субрегиональный реперный горизонт – быстринская глинистая пачка. В интервале свиты выделяются пласты АС4 – АС12.
K1	2220	2915	Верхняя часть представлена изолированными глинистыми пачками, основной маркирующей из которых является пимская, венчающая разрез свиты. В разрезе этой толщи проиндексированы песчано-алевролитовые пласты ВС1 – ВС6, которые слабо выдержаны по разрезу и по площади, в связи с их формированием на значительном удалении от источников седиментационного питания, в пределах относительно погруженного шельфа. Нижняя часть свиты представлена преимущественно глубоководными глинистыми отложениями, в кровле которых в восточной части участка выделяется сармановская пачка, являющаяся региональным стратиграфическим репером. В разрезе этой толщи проиндексированы песчано-алевролитовые пласты ВС7 – ВС8. В подошвенной части этой толщи развиты линзовидные песчано-алевролитовые пласты ачимовской толщи.
J3	2915	2940	Битуминозные аргиллиты.
J3	2940	2965	Аргиллиты, тонкоотмученные, однородны и с редкими, тонкими прослоями песчано-алевритового материала.
J2 – J1	2965	3275	Неравномерное частое переслаивание аргиллитоподобных глин, алевролитов и песчаников.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, кг/м3	Пори- стость, %	Прони- цае- мость, Д	Глини- стость, %	Карбо- натность, %	Твер- дость, МПа	Коэффици- ент пла- стичности	Катего- рия аб- разив- ности	Катего- рия породы (мягкая, сред- няя)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	Пески Супеси Суглинки	1900 2100 2000	35 25 10	0,6 0,2 –	7 30 60	1-2 – –	–	1,1 – 4,5	I – II	М
N1	50	100	Суглинки Пески	2000 1900	10 35	0,2 0,6	30 7	– 1-2	–	1,1 – 4,5	I – II	М
P33	100	150	Суглинки Пески	2000 1900	10 35	0,2 0,6	30 7	– 1-2	–	1,1 – 4,5	I – II	М
P33	150	220	Глины Пески	2100 1900	5 35	0,001 0,6	90 7	1-2 1-2	–	1,1 – 4,5	I – II	М
P32	220	290	Пески Глины	1900 2100	40 5	0,6 0,001	7 95	1-2 1-2	–	1,1 – 4,5	I – II	М
P31 – P23	290	470	Глины Алевро- литы	2200 1800	5 10	0,001 0,05	95 13	1-2 1-2	–	1,6 – 4,3	II - IV	М, МС
P22 – P21	470	690	Глины	2200	5	0,001	95	1-2	–	1,1 – 4,5	I – II	М
P1	690	815	Глины Опоки Песча- ники Алевро- литы	2200 1500 2100 1800	5 4 31 10	0,001 0,001 0,6 0,05	90 50 7 13	1-2 – 1-2 1-2	–	1,1 – 6	I – VII	МС
K2	815	870	Глины Алевро- литы Мергели	2200 1800 2000	5 10 13	0,001 0,05 0,04	90 13 7	1-2 1-2 10	–	1,1 – 4,5	II – VI	МС

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K2	870	1080	Глины Опоки	2200 1500	5 4	0,001 0,001	95 50	1-2 –	–	1,1 – 6	II	МС
K2	1080	1115	Глины Песча- ники Алевро- литы	2200 1900 1800	5 25 10	0,001 0,25 0,05	90 5-10 13	1-2 1-2 1-2	–	1,1 – 4,5	II – VIII	МС
K2	1115	1350	Глины Песча- ники Алевро- литы Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	–	1,1 – 4,5	II – VIII	МС
K1	1350	1650	Глины Песча- ники Алевро- литы Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	–	1,1 – 4,5	II – VIII	МС
K1	1650	1940	Глины Песча- ники Алевро- литы Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	–	1,1 – 4,5	II – VIII	МС

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K1	1940	2005	Глины Алевро- литы Извест- няки	2200 1900 2200	5 10 13	0,001 0,05 0,04	90 13 5-7	1-2 1-2 10	–	1,1 – 4,5	II – VI	MC
K1	2005	2220	Глины Песча- ники Алевро- литы Аргил- литы	2200 1900 1900 2300	5 25 10 10	0,001 0,25 0,05 0,002	90 5-10 13 80	1-2 1-2 3-5 1-3	–	1,8 – 4,2	II – VIII	C
K1	2220	2915	Песча- ники Аргил- литы Алевро- литы Глины	1900 2300 1900 2200	22 8 10 3	0,23 0,002 0,05 0,001	5-10 80 13 90	1-2 1-3 3-5 1-2	–	1,8 – 4,2	III – VIII	C
J3	2915	2940	Аргил- литы	2300	8	0,002	100	1-3	–	1,8 – 4,2	I – III	C
J3	2940	2965	Аргил- литы Песча- ники Алевро- литы	2300 2200 2200	8 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	100 5-7 13	1-3 1-2 3-5	–	1,1 – 4,5	III – VIII	C
J2 – J1	2965	3275	Глины Песча- ники Алевро- литы	2300 2200 2300	5 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	90 5 13	1-2 1-2 3-5	–	1,1 – 4,5	III – VIII	C

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнения
от (верх)	до (низ)		
0	50	Обвалы и оползни стенок скважины, разрушение устья Поглощение бурового раствора	Отклонение параметров бурового раствора от проектных (высокие значения водоотдачи), организационные простои Превышение скорости спуска инструмента
50	850	Осыпи и обвалы стенок скважины Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины посадки и заклинка кондуктора, сальникообразование Поглощение бурового раствора Водопроявления	Отклонение параметров бурового раствора от проектных (высокие значения водоотдачи), организационные простои Неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, длительное оставление бурильного инструмента без движения, отклонение параметров бурового раствора от проектных Превышение скорости спуска инструмента Снижение плотности бурового раствора, превышение скорости подъема инструмента, недолив скважины
850	2915	Обвалы стенок скважины, кавернообразование Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины сальникообразования Поглощение бурового раствора Газонефтеводопроявления ($R_{пл.} > R_{гидрост.}$ на 5 %)	Отклонение параметров бурового раствора от проектных (высокие значения водоотдачи), организационные простои Неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, длительное оставление бурильного инструмента без движения, отклонение параметров бурового раствора от проектных Превышение скорости спуска инструмента Снижение плотности бурового раствора, превышение скорости подъема инструмента, недолив скважины
2915	3290	Газонефтеводопроявления ($R_{пл.} > R_{гидрост.}$ на 25-33 %). Разжижение раствора. Поглощение бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений, бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (P_z).	Снижение плотности бурового раствора, превышение скорости подъема инструмента, недолив скважины Превышение скорости спуска инструмента. Отсутствие в растворе кольматирующих добавок.

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутрен- ний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип со- единения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	III 490 МЗ-ЦГАУ (1х40мм)	0.466	490	–	3-171	Ниппель	0,310
2	Переводник М171хМ171	0,42	229	101	3-171	Муфта	0,037
					3-171	Муфта	
3	УБТС-241	28	241	100	3-171	Ниппель	8,008
					3-171	Муфта	
4	Переводник М152хН147	0,4	185	100	3-171	Ниппель	0,04
						Муфта	
5	Переводник М147хН133	0,40	185	100	3-147	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	29	127	108,6	3-133	Ниппель	0,904
					3-133	Муфта	
7	Переводник М133хН152	0,54	197	89	3-152	Ниппель	0,045
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–900 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутрен- ний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соедине- ния (верх)	
Бурение под кондуктор (60–900 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез (3х15,9мм)	0,4	393,7	–	3-152	Ниппель	0,163
2	ДГР1-240.3/4.55	10,225	240	–	3-152	Муфта	2,400
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
5	Переводник М177хН171	0,54	241	80	3-171	Ниппель	0,045
					3-177	Муфта	
6	8К 393,7 МС	1,27	393,7	80	3-177	Ниппель	0,45
					3-177	Муфта	
7	Переводник М171хН177	0,54	229	100	3-177	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
9	УБТС-178	80	178	80	3-147	Ниппель	12,021
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	617,86	127	108	3-133	Ниппель	19,27
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну
(900–2220 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутрен- ний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соедине- ния (верх)	
Бурение под техническую колонну (900–2220 м)							
1	Бит 295,3 ВТ 419 CP IADC S123 (6х13мм)	0,39	295,3	–	3-152	Ниппель	0,035
2	ДГР1-240.3/4.55	10,225	240	–	3-152	Муфта	2,703
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
5	Переводник М152хН171	0,52	203	102	3-171	Ниппель	0,043
					3-152	Муфта	
6	8К 295,3 МС	0,85	295,3	80	3-152	Ниппель	0,2
					3-152	Муфта	
7	Переводник М147хН152	0,54	197	89	3-152	Ниппель	0,045
					3-147	Муфта	
9	УБТС-178	80	178	80	3-147	Ниппель	12,021
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
	СБТ G105127х9,19	1518,825	127	108	3-133	Ниппель	47,37
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну
(2220–3300 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутрен- ний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (2220-3300 м)							
1	БИТ 190,5 ВТ 613 Т (8х11мм)	0,37	215,9	–	3-117	Ниппель	0,042
2	ДГР-178.7/8.77	8,735	195	–	3-117	Муфта	1,170
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТС-178	20	178	80	3-147	Ниппель	3,0
					3-147	Муфта	
6	Переводник М117хН147	0,54	178	78	3-147	Ниппель	0,045
					3-117	Муфта	
7	КЛС 215,9 СТ	1,10	215	70	3-117	Ниппель	0,17
					3-117	Муфта	
8	Переводник М147хН117	0,40	178	58	3-117	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТС-178	33	178	80	3-147	Ниппель	5,0
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравличе- ский ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ G105127х9,19	2836,2	127	108	3-133	Ниппель	88,461
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (3111–3280 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутрен- ний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Отбор керна (3111–3280 м)							
1	БИТ 190,5/100 В 913 E.02 (9х9мм)	0,224	215,9	101,6	3-171	Муфта	0,023
2	СК1 172/100РС	29,38	172	100	3-171	Нип- пель	2,878
					3-133	Муфта	
3	Переводник М147хН133	0,5	171,5	80	3-133	Нип- пель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС-178	33	178	80	3-147	Нип- пель	5,0
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Нип- пель	0,035
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	2806,2	127	108	3-133	Нип- пель	87,53
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Нип- пель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Нип- пель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Нип- пель	0,08

Таблица Б.6 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м3
Интервал бурения, м.						
от	до					
0	60	60	490	—	1,3	14,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						9,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						14,7
Объем раствора к приготовлению:						69,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						17,9
Кондуктор		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
60	900	840	393,7	406	1,25	135,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						81,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,5
Объем раствора в конце бурения интервала						135,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						388,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						17,9
Объем раствора к приготовлению:						371
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						108,4
Техническая колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
900	2220	1320	295,3	303,9	1,15	169,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						69,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						7,1

Объем раствора в конце бурения интервала						169,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						399,4
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						108,4
Объем раствора к приготовлению:						291
Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
2220	3300	1090	215,9	228,7	1,15	123,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						19,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,8
Объем раствора в конце бурения интервала						123,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						281,5
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						370,8

Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание pH	25	70	3	194	8	200	8	111	5	575	24
Глинопорошок	Структурообразователь	1000	4000	4	6000	6	6000	6	0	0	16000	16
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	70	3	400	15	400	16	0	0	870	34
Барит	Утяжелитель	1000	8474	9	36164	36	10384	11	0	0	55022	55
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25	0	0	195	8	200	8	0	0	395	16
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	25	0	0	1945	78	1997	80	1484	60	5426	218
ПАВ	Смазывающая добавка	25	0	0	1167	47	1198	48	371	15	2736	110
Drilling Detergent	Ингибитор	210	0	0	389	2	400	2		0	789	4
Биополимер	Структурообразователь	25	0	0	0	0	0	0	1112	5	1112	5
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	0	0	0	0	0	0	371	15	371	15
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	25	0	0	0	0	0	0	371	15	371	15
Мраморная крошка	Утяжелитель	1000	0	0	0	0	0	0	177620	178	177620	178
DRIL-FREE	Смазывающая добавка	25	0	0	0	0	0	0	3708	149	3708	149

Приложение В

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Таблица В.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки надолота, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	
I	0-60	490	460	11	24	0-60	0,0121	0,726
II	60-900	393,7	350	11	24	60-100	0,0122	0,488
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0160	1,60
III	900-2220	295,3	2900	12	32	900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2220	0,0255	0,51
IV	2220-3300	190,5	3200	12	32	2220-2300	0,0255	2,04
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0258	2,58
						2500-2600	0,0258	2,58
						2600-2700	0,0260	2,60
						2700-2800	0,0261	2,61
						2800-2900	0,0263	2,63
						2900-3000	0,0265	2,65
						3000-3100	0,0266	2,66
						3100-3200	0,0267	2,67
						3200-3300	0,0268	2,68
Итого								69,744

Таблица В.2 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ смет-ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78 997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12 364
Итого по подготовительным работам			93 665
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	177 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11 351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			204 924
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	222 483
9	3.2	Крепление скважины	255 894
Итого по бурению и креплению			478 377
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	71 904
11	4.2	Испытание объекта	42 595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3 418
Итого по испытанию			53 203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	58 474
Итого по промыслово-геофизическим работам			58 474
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строитель-ных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раз- дела I и II	16 124
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3 321
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	30 610
Итого по разделу VI			50 055
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			830 169
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	207 542
Итого по разделу VII			207 542

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	57 312
Итого по разделу VIII			57 312
ИТОГО с накладными и плановыми			1 203 552
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	294 870
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	52 956
21	9.3	Северные льготы 2,98%	35 866
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 805
23	9.5	Авиатранспорт	43 447
24	9.6	Транспортировка вахт	9 618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Тюмень	18 623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4 500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32 632
Итого прочих затрат и работ			525 517
ИТОГО по разделам I-IX			1 729 069
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	41 498
ИТОГО			1 770 567
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 541
Итого по подрядным работам			3 541
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 774 108
С учетом коэффициента удорожания к=215,95 к ценам 1985 г.			383 118 623
НДС 20 %			68 961 352
ВСЕГО с учетом НДС			452 079 975

Таблица В.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		ТК 244,5 мм		ЭК 146,1 мм	
			количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%			–	256,99	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	–	0,00	0,03	6,90	1,28	294,35	2,03	466,82	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			–	0,00	–	2,07	–	88,31	–	140,05	–	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	2,03	23,55	3,44	39,90
Социальные отчисления, 30%			–	13,92	–	0,11	–	4,46	–	7,07	–	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,03	0,43	1,28	18,43	2,03	29,23	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	0,13	–	5,53	–	8,77	–	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	2,03	513,31	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	2,03	2908,99	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	–	–	–	–	–	–	–	–
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	–	–	–	–	1,28	287,49	2,03	455,94	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	–	–	–	–	–	–	–	–
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	1,28	118,61	2,03	188,10	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	–	–	3,44	828,87
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	4	35,60	0,03	0,27	1,28	11,40	2,03	18,07	3,44	30,62
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	–	–	0,03	0,69	1,28	29,26	2,03	46,41	3,44	78,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	–	–	0,03	4,48	1,28	191,34	2,03	303,44	3,44	514,21
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	–	–	–	–	–	–	–	–
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	–	0,00	0,03	3,23	1,28	138,15	2,03	219,10	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	2,03	360,53	3,44	116,69

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	2,03	203,81	3,44	345,38
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	2,03	11,23	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	2,03	394,06	3,44	667,77
Глинопорошок ПБМВ	т	75,40	–	–	1,17	88,22	13,03	982,46	8,03	605,46	–	–
Сода каустическая	т	875,20	–	–	0,02	17,50	0,16	140,03	0,10	87,52	0,17	148,78
Сода кальцинированная	т	183,30	–	–	0,02	3,67	0,40	7,33	0,24	43,99	0,41	75,15
KCl	т	215,60	–	–	–	–	–	–	–	–	33,84	7295,90
Polypac R, MI-PAC UL, ПАЦ НВ	т	983,00	–	–	0,22	216,26	1,79	1759,57	1,1	1081,3	–	–
Dril-Free	т	1054,10	–	–	–	–	1,63	1718,18	1,00	1054,10	7,46	7863,59
Барит	т	168,30	–	–	4,56	767,45	102,49	17249,07	34,08	5735,66	–	–
Мраморная крошка	т	198,60	–	–	–	–	–	–	–	–	84,5	16781,70
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,1	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	–	–	–	–	11,20	186,82	10,60	176,81	18,00	300,24
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	–	–	27,53	552,80	32,84	659,43	25,50	512,04	20,50	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	10721,23	–	1730,87	–	26675,48	–	15597,46	–	43889,06
Затраты зависящие от объема работ												
III 490 МЗ-ЦГАУ	шт	2686,40	–	–	1,00	2686,40	–	–	–	–	–	–
III 393,7 НьюТек Сервисез	шт	3852,70	–	–	–	–	2,00	7705,4	–	–	–	–
Бит 295,3 ВТ 419 CP IADC S123	шт	5234,40	–	–	–	–	–	–	1,00	5234,40	–	–
БИТ 190,5 ВТ 613 Т	шт	8845,60	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	8845,60
Калибратор 393,7	шт	495,40	–	–	–	–	1,00	495,40	–	–	–	–
Калибратор 295,3	шт	458,90	–	–	–	–	–	–	1,00	458,90	–	–
Калибратор 190	шт	428,60	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	428,60
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	2,00	13,22	1,00	6,61	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут	1268,0										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	–	0,00	–	0,00	–	2783,35	–	8335,79	–	5938,54	–	9579,83
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	10721,23	–	4514,22	–	35011,27	–	21536	–	53468,89
Всего по сметному расчету, руб	126519,61											

Таблица В.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		Техническая колонна 244,5 мм		ЭК 177,8 мм	
			количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,03	434,75	2,26	484,00
Социальные отчисления, 30%				52,68		114,36		130,43		145,20
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,03	23,55	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%				2,85		6,20		7,07		7,87
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,03	44,98	2,26	50,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,03	513,31	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,03	2908,99	2,26	32,38,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,03	851,38	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,03	281,95	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,03	204,71	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,03	18,07	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,03	203,81	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,03	343,66	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,03	301,05	2,26	335,16
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,03	360,53	2,26	401,38
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-426	шт	100,50	1,00	100,50	–	–	–	–	–	–
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	–	–	1,00	85,50	–	–	–	–
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	–	–	–	–	1,00	65,00	–	–
Башмак колонный БК-146	шт	45,50	–	–	–	–	–	–	1,00	45,50
Центратор ЦЦ-426/490	шт	31,20	2	62,40	–	–	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-324/394	шт	25,40	–	–	19	482,60	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-245/295	шт	18,70	–	–	–	–	37	691,90	–	–
Центратор ЦЦ-146/216	шт	14,90	–	–	–	–	–	–	65	968,50
ЦОКДУ-324	шт	125,60	–	–	1,00	125,60	–	–	–	–
ЦКОДУ-245	шт	113,10	–	–	–	–	1,00	113,10	–	–
ЦКОДУ-146	шт	108,10	–	–	–	–	–	–	1,00	108,10

Окончание таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продавочная пробка ППЦ-426	шт	90,30	1,00	90,30	–	–	–	–	–	–
Продавочная пробка ППЦ-324	шт	80,50	–	–	1,00	80,50	–	–	–	–
Продавочная пробка ППЦ-245	шт	59,15	–	–	–	–	1,00	59,15	–	–
Продавочная пробка ППЦ-146	шт	30,12	–	–	–	–	–	–	1,00	30,12
Головка цементируочная ГЦУ-426	шт	4530,00	1,00	4530,00	–	–	–	–	–	–
Головка цементируочная ГЦУ-324	шт	3960,00	–	–	1,00	3960,00	–	–	–	–
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	3320,00	–	–	–	–	1,00	3320,00	–	–
Головка цементируочная ГЦУ-146	шт	2980,00	–	–	–	–	–	–	1,00	2980,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	7509,87	–	10718,54	–	11008,75	–	8313,88
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х11,0	м	44,67	21,0	938,07	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	–	–	714,00	26567,94	–	–	–	–
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	–	–	–	–	1659,00	47331,27	–	–
Обсадные трубы 146х9,2	м	21,47	–	–	–	–	–	–	2652,00	56938,44
Обсадные трубы 146х10,4	м	26,67	–	–	–	–	–	–	384,00	10241,28
Портландцемент тампонажный ПЦТ-111-Об(4-6)-100	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	–	–	18,14	486,88
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ - П - 100	т	29,95	–	–	–	–	14,10	422,30	9,05	271,05
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	–	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	40,60	244,01	28,30	170,08
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	2,00	72,80
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	–	–	–	–	1,00	80,60	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	5,00	184,00
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	–	–	–	–	1,00	40,80	1,00	40,80
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,0	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,28	42,77	45,69	857,14	74,57	1398,93	112,33	2107,31
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,28	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом	сут	268,00	6351,60							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учетатранспортировки вахт, руб	–	–	1809,32		29792,95		51949,49		72410,3	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	193513,10									
Всего по сметному расчету, руб	199846,70									

Приложение Г

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Таблица Г.1 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°	75
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50°	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°	30
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	30
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м	30
Насосное помещение: - пусковые ящики - буровые насосы	На высоте не менее 6 м На высоте не менее 3 м	50 25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	100

Таблица Г.2 – Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химических реагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами.	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах, защищённых от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования

Приложение Д

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД															
Предприятие: ООО "Нафтогаз-бурение" Месторождение: Оборудование: Буровая установка: ЗД-76 Лебедка: ЛБ - 750 Талевая система: 5х6 Ротор: 3 - 560 Насосы: УНБТ - 950															
Геологическая часть								Техническая часть							
Глубина, м	По вертикали	Сила	Лито-огневое описание пород	Температура	Опорная	Информация о возможном оседании	Конструкция скважины	Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т	Частота вращения, об/мин	Прокладка троса, мм	Параметры промывочной жидкости	Примечание	
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
100	Чет.	Тургаская	3	7	11	15	19	23	26	29	31	33	35	37	39
200	Ново-михайловская	Атласская	7	11	15	19	23	26	29	31	33	35	37	39	41
300	Тавдинская	Лопатинская	11	15	19	23	26	29	31	33	35	37	39	41	43
400	Тавдинская	Лопатинская	15	19	23	26	29	31	33	35	37	39	41	43	45
500	Лопатинская	Талицкая	19	23	26	29	31	33	35	37	39	41	43	45	47
600	Талицкая	Гальванская	23	26	29	31	33	35	37	39	41	43	45	47	49
700	Гальванская	Березовская	26	29	31	33	35	37	39	41	43	45	47	49	51
800	Березовская	Устьояк	29	31	33	35	37	39	41	43	45	47	49	51	53
900	Устьояк	Ханты-Мансийская	31	33	35	37	39	41	43	45	47	49	51	53	55
1000	Ханты-Мансийская	Визуновская	33	35	37	39	41	43	45	47	49	51	53	55	57
1100	Визуновская	Алымская	35	37	39	41	43	45	47	49	51	53	55	57	59
1200	Алымская	Чернышанская	37	39	41	43	45	47	49	51	53	55	57	59	61
1300	Чернышанская	Ахская	39	41	43	45	47	49	51	53	55	57	59	61	63
1400	Ахская	Баландовская	41	43	45	47	49	51	53	55	57	59	61	63	65
1500	Баландовская	Абалаковская	43	45	47	49	51	53	55	57	59	61	63	65	67
1600	Абалаковская	Тюменская	45	47	49	51	53	55	57	59	61	63	65	67	69
1700	Тюменская	Тюменская	47	49	51	53	55	57	59	61	63	65	67	69	71
1800	Тюменская	Тюменская	49	51	53	55	57	59	61	63	65	67	69	71	73
1900	Тюменская	Тюменская	51	53	55	57	59	61	63	65	67	69	71	73	75
2000	Тюменская	Тюменская	53	55	57	59	61	63	65	67	69	71	73	75	77
2100	Тюменская	Тюменская	55	57	59	61	63	65	67	69	71	73	75	77	79
2200	Тюменская	Тюменская	57	59	61	63	65	67	69	71	73	75	77	79	81
2300	Тюменская	Тюменская	59	61	63	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83
2400	Тюменская	Тюменская	61	63	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85
2500	Тюменская	Тюменская	63	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	87
2600	Тюменская	Тюменская	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	87	89
2700	Тюменская	Тюменская	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	87	89	91
2800	Тюменская	Тюменская	69	71	73	75	77	79	81	83	85	87	89	91	93
2900	Тюменская	Тюменская	71	73	75	77	79	81	83	85	87	89	91	93	95
3000	Тюменская	Тюменская	73	75	77	79	81	83	85	87	89	91	93	95	97
3100	Тюменская	Тюменская	75	77	79	81	83	85	87	89	91	93	95	97	99
3200	Тюменская	Тюменская	77	79	81	83	85	87	89	91	93	95	97	99	101
3300	Тюменская	Тюменская	79	81	83	85	87	89	91	93	95	97	99	101	103
Песок Глина алевролиты аргиллиты песчаники известняки															